

PERBANDINGAN KINERJA PRODUKSI SUMUR VERTIKAL DAN HORIZONTAL PADA RESERVOIR CBM DENGAN MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR

Mulia Ginting, Maman Djumantara

Prodi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi, Universitas Trisakti
mulya_g@yahoo.com

ABSTRAK

Coalbed methane (CBM) merupakan salah satu sumberdaya alam yang belum dimanfaatkan dengan baik. Penggunaan sumur vertikal atau sumur horizontal merupakan pilihan yang dapat digunakan dalam memproduksi gas dari reservoir CBM. Pada penelitian ini dilakukan studi penggunaan sumur vertikal dan sumur horizontal untuk memproduksi gas dari reservoir CBM. Selain itu dilakukan juga pengaruh panjang bagian horizontal pada sumur horizontal dalam produksi gas dari reservoir CBM.

Studi dilakukan dengan menggunakan model simulasi reservoir. Dengan menggunakan model reservoir yang sama, dilakukan simulasi untuk membandingkan kinerja produksi sumur horizontal dan sumur vertikal.

Hasil running simulasi menunjukkan laju produksi fluida dari sumur horizontal lebih besar dari pada sumur vertikal. Laju produksi gas dan laju produksi air dari sumur horizontal juga lebih besar dari pada sumur vertikal. Panjang bagian horizontal juga menunjukkan hal yang sama; semakin besar panjang bagian horizontal, produksi gas dan air juga semakin besar. Hal ini karena semakin panjang bagian lubang horizontal, maka semakin jauh daya serap sumur dan semakin luas daerah yang dapat diserap oleh sumur tersebut.

ABSTRACT

Coalbed methane (CBM) is one of the natural resources that have not been utilized properly. The use of vertical wells or horizontal wells is an option that can be used in producing gas from the CBM reservoir. In this study, the use of vertical wells and horizontal wells was carried out to produce gas from the CBM reservoir. In addition, the length of the horizontal section in the gas production from the CBM reservoir is also carried out.

The study was carried out using a reservoir simulation model. By using the same reservoir model, simulations were carried out to compare the performance of horizontal wells and vertical wells.

The results of running the simulation show that the fluid production rate from the horizontal well is greater than the vertical well. The rate of gas production and the rate of water production from horizontal wells is also greater than that of vertical wells. The length of the horizontal section also shows the same thing; the greater the length of the horizontal section, the greater gas and water production. This is because the longer the horizontal hole section, the further the absorption capacity of the well and the wider the area that can be absorbed by the well.

Keyword: CBM, sumur vertikal, sumur horizontal

PENDAHULUAN

Indonesia mempunyai cadangan CBM yang cukup besar dan saat ini masih belum dimanfaatkan. Sehubungan dengan upaya pengembangan CBM di Indonesia, maka dibutuhkan pengembangan SDM dan teknologi yang mampu untuk memajukan pemanfaatan CBM tersebut.

Salah satu bagian dari studi CBM adalah melakukan simulasi reservoir yang bertujuan untuk melihat ulah kerja (*performance*) dari lapangan CBM bila diproduksi. Dengan menggunakan model simulasi reservoir, dapat dibuat model komputer yang menggambarkan keadaan di dalam reservoir dan dinamika yang terjadi sehingga dapat diprediksi kinerja suatu reservoir.

Dalam penelitian ini dilakukan studi simulasi reservoir yang akan membahas perbandingan ulah kerja antara sumur vertikal dengan sumur horizontal pada reservoir CBM. Simulator yang digunakan adalah *compositional simulator* GEM dari Computer Modelling Groups (CMG).

TINJAUAN PUSTAKA

Coalbed methane (CBM) adalah gas alam yang diproduksi dari lapisan batubara (*coal*) dengan metana sebagai komponen utama. Batubara adalah batuan sedimen yang kaya dengan unsur karbon yang berasal dari material-material organik. Dengan semakin dalamnya batubara terkubur, temperatur dan *rank* (ukuran derajat *coalification*) batubara juga meningkat dengan bertambahnya waktu. Hubungan antara waktu dan temperatur ini (*time-depth of burial*) menentukan *rank* batubara sekaligus juga secara langsung menentukan volume metana, karbon dioksida dan gas lainnya yang terbentuk. Secara umum, volume metana yang terbentuk paling banyak pada transisi *subbituminous* ke *bituminous*, sedangkan kumulatif metana yang terdapat pada batubara semakin besar dengan semakin tingginya *rank* batubara, walaupun permeabilitasnya semakin kecil. Karena itu, reservoir CBM yang potensial untuk dikembangkan adalah batubara yang mempunyai *rank* antara *sub-bituminous* hingga *semi-anthracite* karena pada *rank* ini kandungan gas yang dihasilkan serta permeabilitas gas untuk memproduksi gas berada dalam keadaan optimal.

Struktur Batubara

Berbeda dengan reservoir gas konvensional dimana gas bumi bermigrasi dari *source rock* ke reservoir, batubara merupakan batuan reservoir sekaligus juga batuan induk (*source rock*). Batubara merupakan batuan reservoir yang heterogen dan media berpori yang *anisotropic* yang ditandai dengan sistem *dual porosity*, yaitu *macropores* and *micropores*. *Macropores*, juga dikenal dengan istilah rekahan (*cleats*), merupakan rekahan alami yang terdapat di seluruh batubara. *Micropores* atau matriks, mempunyai permeabilitas relatif sangat kecil, namun merupakan tempat di mana sebagian besar gas teradsorpsi. Karena itu karakteristik matriks batubara sangat mempengaruhi volume gas

yang terdapat pada reservoir CBM dan besarnya *recovery factor*-nya sedangkan *macropore* mempengaruhi deliverabilitas gas.

Mekanisme produksi CBM dapat dibagi menjadi 3 tahap seperti dapat dilihat pada Gambar 1.

Selama tahap I, air yang sebagian besar mengisi rekahan batubara pada tahap *coalification* diproduksi. Diproduksikannya air ini dimaksudkan agar tekanan hidrolik yang diakibatkan oleh air berkurang, sehingga nantinya gas yang terdapat di dalam matriks dapat berproduksi. Tahap ini disebut juga dengan *dewatering*. Lamanya tahap *dewatering* serta banyaknya air yang diproduksi merupakan faktor krusial dalam analisa keekonomian pengembangan lapangan CBM. Akhir dari tahap *dewatering* ini adalah diperolehnya tekanan dasar sumur yang relatif rendah.

Tahap II menggambarkan terjadinya penurunan produksi air secara signifikan serta terjadinya kenaikan produksi gas. Permeabilitas relatif air menurun dan permeabilitas relatif gas meningkat. Batas antara fase II dan III ditentukan berdasarkan tercapainya batas dari puncak laju produksi gas. Produksi gas telah stabil dan selanjutnya cenderung mengalami penurunan (*decline*).

Selama tahap III, sumur dianggap sudah melewati tahap *dewatering*, sehingga produksi air sangat kecil. Permeabilitas relatif air dan gas hampir tidak mengalami perubahan yang berarti, sehingga hingga akhir produksi sumur berlaku kondisi *pseudo-steady state*.

Seluruh tahapan di atas tergantung dari bagaimana cara yang digunakan untuk memproduksi reservoir *coal bed methane* tersebut. Apabila diproduksi dengan sumur vertikal tentu berbeda dengan diproduksi dengan sumur horizontal. Perbedaan ini diakibatkan karena struktur batubara, yang terdiri dari matriks dan rekahan atau yang lebih dikenal dengan *cleat*. *Cleat* yang terbentuk terdiri dari 2 jenis, yaitu *face cleat* dan *butt cleat* seperti dapat dilihat pada Gambar 2.

Face cleat biasanya sejajar dengan arah horizontal lapisan. *Face cleat* bertindak sebagai *channel* utama aliran fluida pada batubara, sedangkan *butt cleat* tegak lurus dengan *face cleat*. Karena itu aliran fluida jauh lebih cepat jika melalui *face cleat* dari pada *butt cleat*. Dengan demikian diharapkan sumur horizontal

akan menghasilkan laju alir gas yang lebih besar dari pada sumur vertikal.

METODOLOGI

Pada studi ini dibuat model simulasi reservoir CBM dengan menggunakan simulator dan validasi model dilakukan dengan membandingkan hasil yang didapat dengan hasil dari running model dari literatur. Setelah validasi model dilakukan, selanjutnya di-*run* beberapa skenario untuk melihat ulah kerja reservoir CBM.

HASIL PENELITIAN

Untuk menentukan perbandingan kinerja produksi antara sumur vertikal dan sumur horizontal pada reservoir CBM dilakukan simulasi reservoir. Simulator yang digunakan adalah GEM dari CMG. Model yang digunakan mempunyai dimensi 23 x 24 x 6 dengan sistem grid adalah: *Cartesian – Corner Point*. Sebagaimana halnya dengan batubara, model reservoir menggunakan *dual porosity*.

Untuk menentukan perbandingan kinerja produksi antara sumur vertikal dan sumur horizontal, dibuat model dengan lintasan horizontal dan vertikal. Model lintasan horizontal yang digunakan adalah model dengan panjang lintasan horizontal 1050 m.

Posisi sumur vertikal dan sumur horizontal pada model simulasi dapat dilihat pada Gambar 3. Hasil *run* dari model simulasi dapat dilihat pada Gambar 4 dan 5.

Dari Gambar 4 terlihat bahwa laju alir fluida yang diproduksi dari sumur horizontal lebih besar dari pada sumur vertikal.

Untuk melihat pengaruh panjang lintasan horizontal terhadap kinerja produksi sumur CBM, dilakukan studi untuk beberapa kasus, yaitu:

- Case1: Panjang lintasan horizontal 210 m
- Case2: Panjang lintasan horizontal 420 m
- Case3: Panjang lintasan horizontal 560 m
- Case4: Panjang lintasan horizontal 840 m
- Case5: Panjang lintasan horizontal 1050 m

Dari hasil *run* yang dilakukan terhadap 5 kasus di atas, diperoleh bahwa semakin panjang lintasan horizontal, maka semakin besar produksi gas dan produksi air seperti dapat dilihat pada Gambar 5.

PEMBAHASAN

Seperti telah dijelaskan sebelumnya bahwa faktor rekahan (*cleat*) akan mempengaruhi reservoir CBM. *Face cleat* biasanya sejajar dengan arah horizontal lapisan. *Face cleat* bertindak sebagai *channel* utama aliran fluida pada batubara, sedangkan *butt cleat* tegak lurus dengan *face cleat*. Apabila sumur diproduksi dengan lintasan horizontal akan menyebabkan aliran fluida yang mengalir menuju tubing didominasi dari rekahan berbentuk *face cleat*. Sedangkan aliran fluida jauh lebih cepat jika melalui *face cleat* daripada *butt cleat*. Dengan demikian dapat dibuat hipotesa bahwa sumur horizontal akan menghasilkan laju alir gas yang lebih besar dari pada sumur vertikal.

Hipotesis di atas sesuai dengan hasil simulasi yang diperoleh.

Dengan menggunakan model reservoir yang sama, dibandingkan kinerja produksi dari sumur horizontal dan sumur vertikal. Sesuai dengan hasil yang diperoleh pada Gambar 4, laju produksi fluida dari sumur horizontal lebih besar dari pada sumur vertikal. Sedangkan dari Gambar 5 diperoleh bahwa baik laju produksi gas maupun laju produksi air dari sumur horizontal juga lebih besar dari pada sumur vertikal. Pengaruh dari panjangnya lintasan horizontal juga menunjukkan hal yang sama. Semakin besar panjang lintasan horizontal menyebabkan produksi gas dan air juga semakin besar seperti dapat dilihat pada Gambar 5. Hal ini disebabkan semakin panjang lintasan horizontal menyebabkan semakin jauh daya serap sumur. Dengan kata lain semakin luas daerah yang dapat diserap oleh sumur tersebut.

KESIMPULAN

1. Produksi fluida sumur horizontal reservoir CBM lebih besar dari pada sumur vertikal.
2. Semakin panjang lintasan horizontal pada reservoir CBM. Semakin besar produksi fluida nya.

DAFTAR PUSTAKA

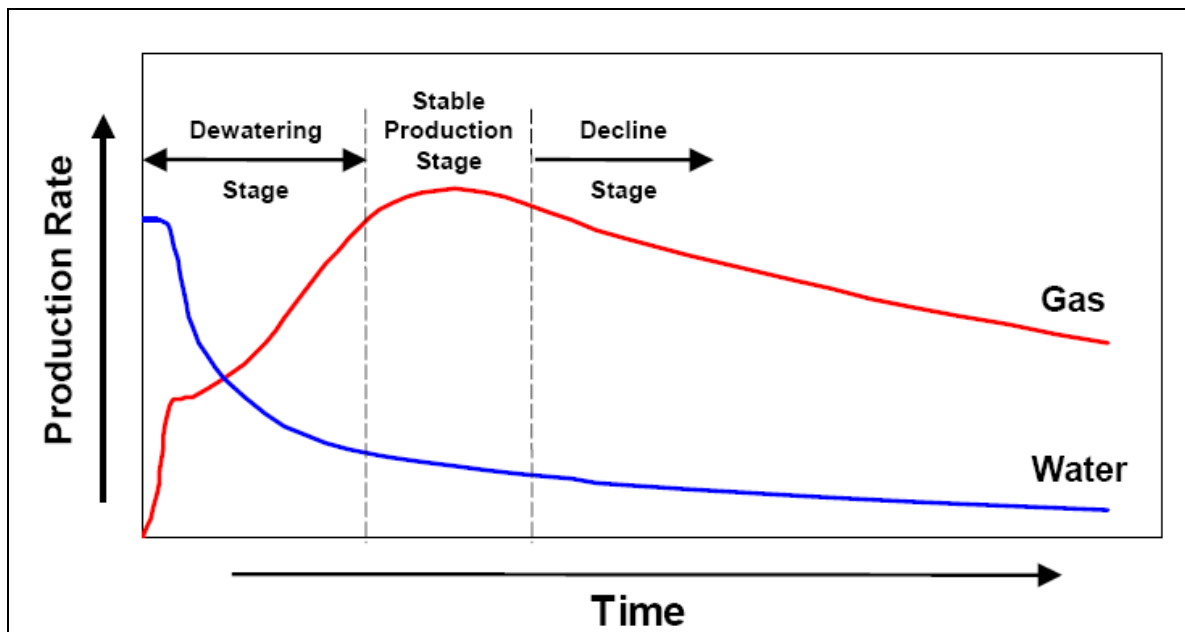
Maricic, N., "*Parametric and Predictive Analysis of Horizontal Well Configurations for Coalbed Methane Reservoirs in Appalachian Basin*", MSc. Thesis, 2004, Morgantown, West Virginia

Anderson, J., Simpson, M., "*Producing Natural Gas from Coal*" Oilfield Review. Autumn 2003

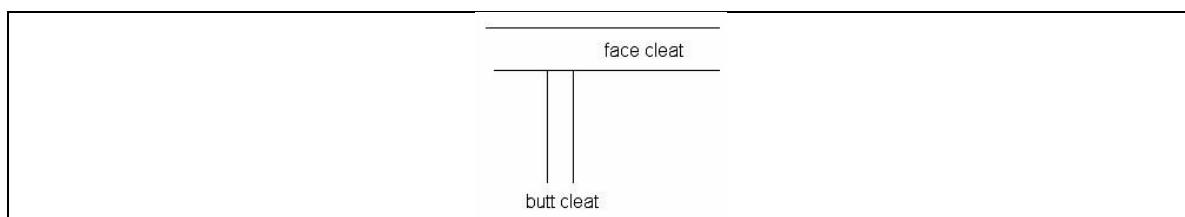
Aminian, K. "*Coalbed Methane - Fundamental Concepts*", Petroleum and Natural Gas Engineering Department - West Virginia University

Amol Bhaskar Bhavsar, A.B. , "*Prediction Of Coalbed Methane Reservoir Performance With Type Curves*", MSc. Thesis, 2005, Morgantown, West Virginia

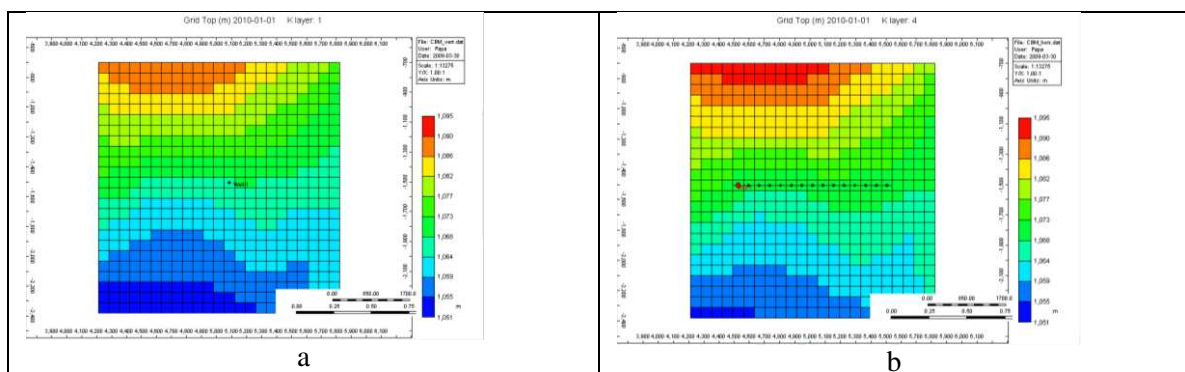
F.A.S.T. TM CBM Help Manual



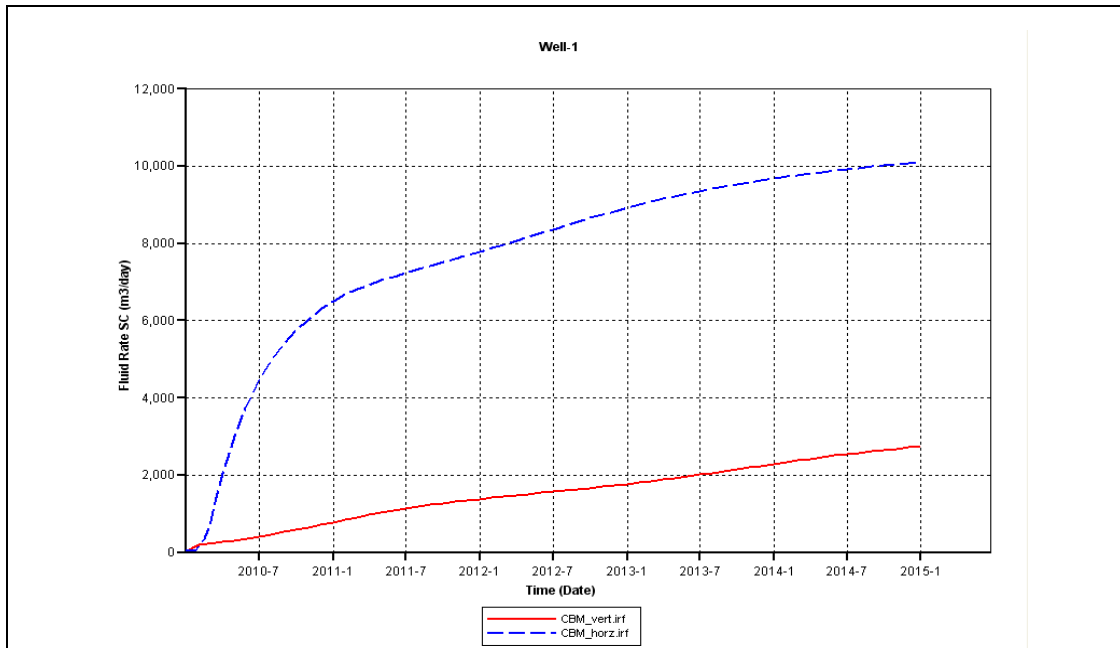
Gambar 1 Tahapan Produksi Pada Coalbed Methane⁴



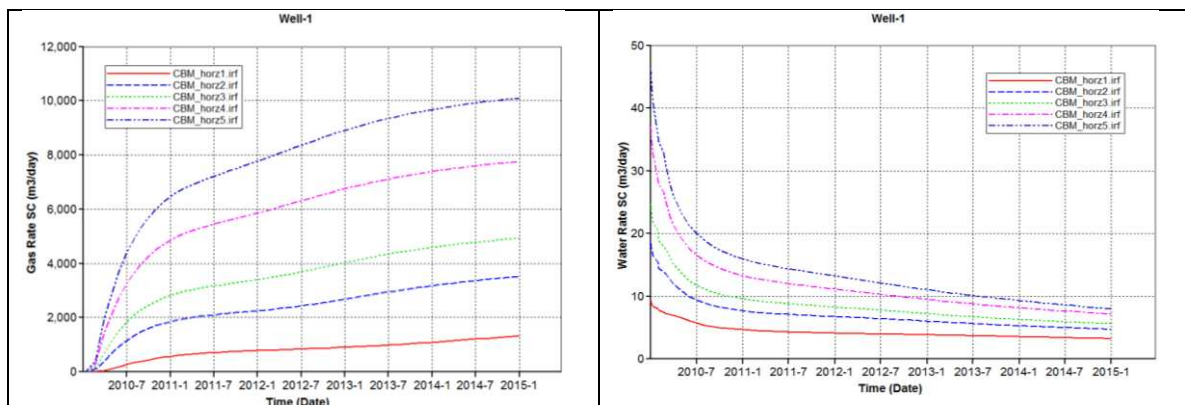
Gambar 2 Rekahan (Cleat) pada Batubara



Gambar 3 Posisi sumur vertikal (a) dan sumur horizontal (b) pada grid



Gambar 4 Perbandingan Laju Alir Fluida Produksi Sumur Vertikal dan Sumur Horizontal



Gambar 5 Pengaruh Panjang Lintasan Horizontal Terhadap Laju Produksi Gas (kiri) dan Laju Produksi Air (kanan)